文章编号: 1001-6112(2001)04-0424-05

# 注水开发对孤岛油田储层微观结构的影响

李继红[1], 曲志浩[1], 陈清华[2]

(1. 西北大学 地质系, 陕西 西安 710069; 2. 石油大学 资源系, 山东 东营 257062)

**摘要**: 该文在岩石薄片、铸体薄片、扫描电镜、物性及压汞等资料分析的基础上, 对孤岛油田不同开发时期储层的岩性、物性、孔隙结构和含油性等进行了全面分析研究。研究表明, 长期注水开发提高了储层的物性, 改善了孔隙结构, 降低了泥质含量和束缚水饱和度, 一定程度地改善了储层微观结构。

**关键词**: 储层微观结构; 孤岛油田; 注水开发

**中图分类号**: TE122.2　　**文献标识码**: A

孤岛油田位于渤海湾盆地济阳坳陷沾化凹陷的东部, 上第三系馆陶组上段为其主要产油层。馆上段的储层沉积属典型的河流-洪泛平原沉积体系。储层岩性以砂岩为主, 砂岩的成分成熟度和结构成熟度低, 微观非均质性较强。孤岛油田 1971 年 11 月投产, 1973 年 4 月转注, 先后经历了无水开发期、低含水开发期、中含水开发期、高含水开发期和特高含水开发期。油田经过几十年的注水开发, 加上油层疏松、出砂严重, 储层微观结构发生了很大的变化。为了便于研究, 我们根据含水的不同时期, 即低含水期(1968- 1983), 中、高含水期(1984- 1990), 和特高含水期(1991 以后), 以 3 个不同时期的取心资料为基础, 结合岩石薄片、铸体薄片、扫描电镜以及各项实验室分析化验资料, 对不同开发时期储层的岩性、物性、孔隙结构和含油性等进行了全面分析研究, 从而获得了不同开发时期储层微观结构的变化规律和注水开发对其变化的影响。

## 1 注水开发对储层岩性的影响

### 1.1 岩性参数的变化

孤岛油田馆上段属河流相正韵律沉积, 储层岩性以粉细砂岩、粉砂岩和细砂岩为主。利用研究区取芯井粒度分析资料, 选择泥岩含量按实验室粒度分析< 0.01mm 者重量百分比来计算。经泥质含量($V_{sh}$)和粒度中值($M_d$)的回归分析发现 3 个不同开发时期两者均具有良好的负相关性。但是, 随着长期注水开发, 岩性参数发生了变化, 泥质含量有所降低, 粒度中值相对增大, 表 1 所示。

一般地, 正韵律油层注水开发时, 注入水受重力

**表 1　不同开发时期储层岩性参数变化**

**Table 1　Variation of rock characteristic parameters in different development periods**

| 岩　性 | 低含水开发期 | | 中、高含水开发期 | | 特高含水开发期 | |
|---|---|---|---|---|---|---|
| | $V_{sh}$/% | $M_d$/mm | $V_{sh}$/% | $M_d$/mm | $V_{sh}$/% | $M_d$/mm |
| 粉砂岩、粉细砂岩 | 10~ 20 | 0.1~ 0.14 | 8~ 12 | 0.11~ 0.15 | < 5 | 0.14~ 0.18 |
| 细砂岩、中细砂岩 | 8~ 12 | 0.13~ 0.16 | 5~ 8 | 0.14~ 0.21 | < 5 | 0.16~ 0.25 |

**收稿日期**: 2000-07-11; **修订日期**: 2001-10-31.

**作者简介**: 李继红(1963- ), 女(汉族), 湖南临湘人, 博士生、副教授, 主要从事石油地质和油田开发地质方面的研究.

影响总是沿底部高渗透带串流。随时间推移, 底部最先出现强水洗段, 到了特高含水期, 孤岛油田正韵律砂岩强水洗, 其水洗厚度达到 50% 以上[1]。因此, 油层上部细粒级的粉砂岩, 注水水洗强度低, 岩性参数变化相对小。而油层下部的细砂岩、中细砂岩, 水洗强度高, 岩性参数变化相对大。

### 1.2　粘土矿物结构和胶结物含量的变化

馆上段砂岩的胶结类型为孔隙式和孔隙-接触式, 以原生粒间孔为主, 发育部分次生孔隙。孔隙内主要为粘土矿物和少量碳酸盐矿物充填。在未注水开发时, 渤 108 井粘土矿物的绝对含量平均 5.12% 。经 X 衍射分析, 粘土矿物以伊利石-蒙脱石为主, 占 53.52% ( 混层比 70.42% ) , 其次为高岭石占 30.9% , 伊利石占 10.86% , 绿泥石占 4.71% 。通过不同开发时期取心岩样的扫描电镜观察, 在未注水开发时, 岩石中部分粒间孔充填了晶形完好的蠕虫状、书页状高岭石集合体。蒙脱石和绿泥石附着于碎屑颗粒表面, 使孔喉半径减小。经注水开发后, 同层段的砂岩粒间孔内粘土矿物含量明显减少, 仅在细小喉道处聚集了部分高岭石和细粒的片状矿物, 并且高岭石的晶形多呈假六边形晶片。蒙脱石遇水膨胀, 经注入水冲刷后散落也随水洗而被带走, 致使碎屑颗粒表面相对洁净。

此外, 不同开发时期砂岩中碳酸盐胶结物的平均含量也明显减少。经统计渤 108 井( 未注水开发期) , 碳酸盐平均含量为 1.76% , 中 13-更 10 井( 中、高含水开发期) 碳酸盐平均含量 1.13% , 中 11-检 11 井( 特高含水开发期) 碳酸盐平均含量仅 0.53% 。由此表明, 长期注水开发, 不仅破坏了孔隙内原有粘土矿物结构, 使小粒径的泥质随水洗而被带走, 岩石的粒度中值提高, 而且也溶解、迁移了部分碳酸盐和少量膏盐类矿物, 使砂岩孔隙内碳酸盐胶结物含量降低, 孔隙喉道经水洗后扩大通畅了。

## 2　注水开发对储层孔隙结构的影响

根据 60 余块岩样的压汞资料分析, 孤岛油田馆上段储层的孔隙结构分为 4 种类型。 iv类为特高孔特高渗特粗喉型; ㊆类为高孔高渗粗喉型; ㊃类为高孔中高渗中喉型; ㊄为类, 中高孔中渗细喉型。各类孔隙结构参数分布见表 2 所示。

未注水开发时, 据渤 108 井、渤 116 井的压汞资料分析, 储层孔隙结构复杂, 4 种孔隙结构均有发育, 如图 1( A) 所示。但岩石结构的差异, 造成孔隙结构类型的不同。细砂岩、中细砂岩孔隙结构类型以 iv、㊆类为主; 粉砂质细砂岩、细砂质粉砂岩以 ㊆、㊃类为主; 而粉砂岩和胶结相对致密的细砂质粉砂岩则以 ㊄类为主。同时, 孔喉分选和均匀程度低, 毛细管压力曲线斜率较大, 储层微观非均质性严重。中、高含水开发期, 据中 14-更 15 井、中 22-415 井压汞资料分析, 不同岩石结构的砂岩孔隙结构较未注水开发时有不同程度地改善, 总体上储层孔隙结构以 iv、㊆类为主, 其中粉砂岩和细砂质粉砂岩的孔隙结构也多呈 ㊆、㊃类的特点。开发后期, 研究区储层较少出现 ㊄类孔隙结构, 说明注水开发孔喉均匀程度提高, 毛细管压力曲线出现较大的平台, 如图 1b 所示。表 3 列出了不同时期储层孔喉分布定量参数的分布。统计发现, 长期注水开发, 使储层的孔喉扩大, 孔喉分选和均匀程度有所提高, 但仍表现出较强的非均质性。

通过不同开发时期岩样铸体薄片结合扫描电镜观察发现, 未注水开发时, 储层喉道类型以收缩和片状喉道为主, 砂岩颗粒呈点接触式的占一定比例。随着注水开发, 中、高含水开发期储层喉道以缩颈和收缩喉道为主, 砂岩颗粒多呈漂浮式。粒间孔隙直

**表 2　储层孔隙结构类型汇总表**

**Table 2　Classification of pore structure types of reservoirs**

| 孔隙结构参数 | iv类 | ㊆类 | ㊃类 | ㊄类 |
|---|---|---|---|---|
| 孔隙率/ % | > 35 | 30~ 35 | 30~ 35 | < 30 |
| 渗透率/ $10^{-3}\mu m^2$ | > 5 000 | 1 000~ 5 000 | 500~ 1 000 | < 500 |
| 喉道峰值集中区/ φ | 5~ 6 | 6 ± | 8 ± | 8~ 9 |
| < 6φ 粗孔喉占体积百分数/ % | > 50 | 25 ± | < 10 | < 5 |
| 排驱压力/ MPa | < 0.01 | 0.01~ 0.02 | 0.02~ 0.05 | > 0.05 |
| 束缚水饱和度/ % | 10 ± | 15 ± | 20 ± | > 25 |

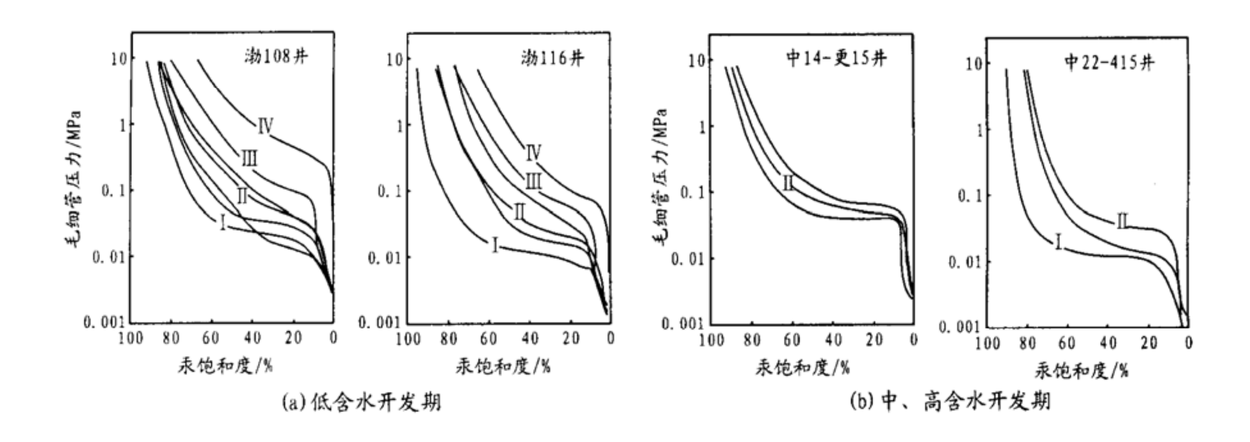



图 1 不同开发时期储层孔隙结构类型对比图

iv. 特高孔特高渗特粗喉型; ㊂ 高孔高渗粗喉型; ㊃ 高孔中高渗中喉型; ㊄ 中高孔中渗细喉型

Fig. 1 Comparison diagram of pore structure types in different development periods

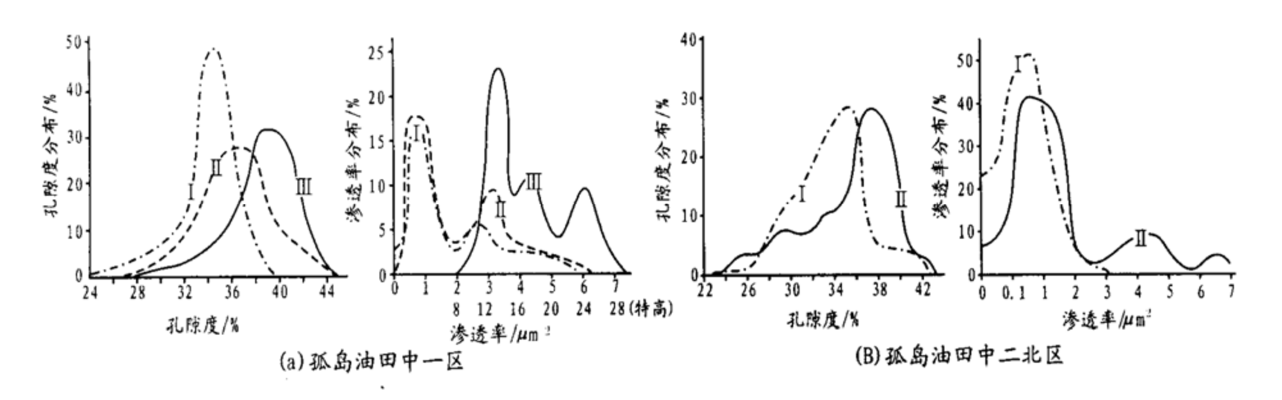



图 2 不同开发时期储层孔隙度和渗透率分布曲线

iv. 低含水期; ㊂ 中高含水期; ㊃ 特高含水期

Fig. 2 Distribution curves of porosity and permeability in different development periods

**表 3 不同开发时期储层孔喉分布定量参数分布表**

**Table 3 Distribution of quantitative parameters of pores and throats in different development periods**

| 开发时期 | 孔喉均值/φ | | 分选系数/φ | | 孔喉歪度 | | 孔喉峰度 | |
|---|---|---|---|---|---|---|---|---|
| | 变化范围 | 平均值 | 变化范围 | 平均值 | 变化范围 | 平均值 | 变化范围 | 平均值 |
| 低含水开发期 | 6.07~ 9.9 | 8.06 | 2.96~ 4.1 | 3.45 | - 0.11~ 0.77 | 0.31 | 0.68~ 2.63 | 1.21 |
| 中、高含水开发期 | 5.33~ 8.83 | 7.31 | 3.05~ 3.43 | 3.24 | 0.42~ 0.85 | 0.60 | 0.65~ 3.73 | 1.96 |

径扩大, 平均孔隙直径由低含水开发期的平均70μm, 提高到平均 164μm, 面孔率也由平均 25% 提高到平均 38.3% 。显然, 注水开发对孤岛油田孔隙结构有明显的改善作用。

## 3 注水开发对储层物性的影响

不同开发时期取芯井油层物性资料的分析结果表明, 从低含水期、中高含水期到特高含水期、储层物性也发生了很大变化。如孤岛油田中一区( 图 2a) 储层平均孔隙度由低含水期的 34% 提高至特高含水期的 38% 。渗透率变化更大, 中高含水期粉砂岩的变化较小, 而粉细砂岩的渗透率增大一倍左右, 特高含水期, 渗透率增大十倍以上。孤岛油田中二北区( 图 2b) 储层物性也随注水开发明显增大。注水开发使得充填于储层孔隙内的粘土矿物分布形态和含量发生了变化, 碳酸盐矿物的溶解和迁移, 孔隙结构的改善, 导致储层孔渗性提高, 特别是高含水期

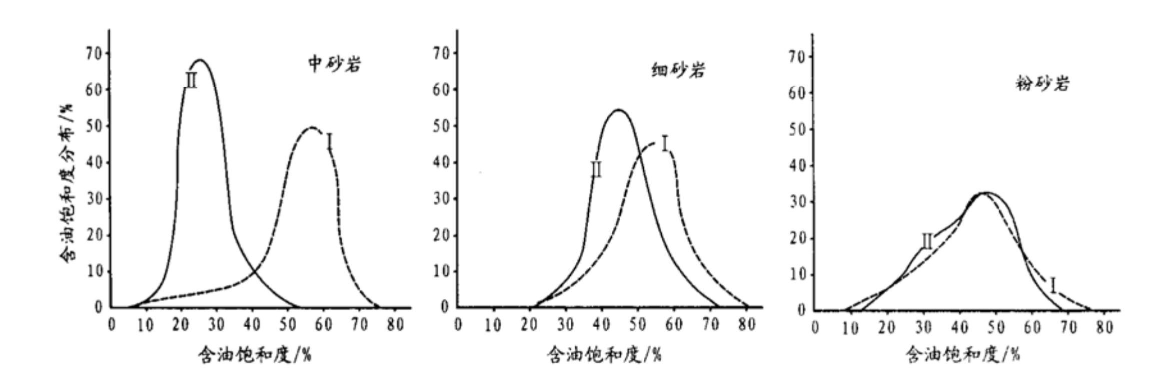



图 3　不同开发时期储层含油饱和度分布曲线

iv. 渤 108 井; ㊁ 中 11-检 11 井

Fig. 3　Distribution curves of oil saturation in different development periods

强注强采以后, 渗透率显著增大。

## 4　注水开发对储层含油性的影响

在大孔隙亲油, 小孔隙亲水的条件下, 水进入大孔隙驱油, 同时也进入亲水小孔隙驱水(或油), 其结果是水线前缘采出的水并不完全是注入水[2]。出现这一现象的原因可能是注入水溶解了部分盐类矿物, 另一原因则是水驱动了一些小孔隙中的束缚水。根据孤岛油田不同开发时期岩样的相渗透率曲线统计, 渤 108 井的束缚水饱和度为 25.6%～39.8%, 平均 32.86%, 残余油饱和度为 28.19%～36.6%, 平均 32.3%。中 14-更 15 井的束缚水饱和度为 12.4%～29.3%, 平均 20.42%, 残余油饱和度为 19.0%～22.3%, 平均 18.92%。孤岛油田长期注水开发, 使薄膜式蒙脱石粘土矿物膨胀、脱落, 注水压力和注水倍数的提高使这部分脱落下来的粘土矿物随水洗冲走, 增大了孔喉直径, 砂岩喉道畅通的结果造成束缚水饱和度和残余油饱和度降低。

我们利用孤岛油田开发初期渤 108 井(油基泥浆)和特高含水期的中 11-检 11 井(密闭取心)的含油饱和度分析资料, 结合粒度资料绘制了不同粒径的砂岩含油饱和度的分布曲线(图 3)。分析表明, 孔渗条件好的中、细砂岩, 原始含油饱和度高, 而注水开发后, 到特高含水期, 剩余油饱和度低; 粉砂岩原始含油饱和度相对低, 但由于水洗程度低, 剩余油饱和度相对高。由于孤岛油田馆上段油层为正韵律砂岩储层, 颗粒粒径下粗上细, 进入特高含水开发期, 剩余油分布高度分散, 但在纵向上剩余油多集中于厚油层的上部。横向上, 河道边缘相带的砂体薄、粒径细、水淹程度低, 剩余油饱和度高, 是油田进一步挖潜的方向。

## 5　注水开发对储层岩性与物性关系的影响

储层的渗透率是影响注水开发油田的最主要参数。大量油田实验室分析证明, 砂岩储层的渗透率受岩石结构控制极为明显[3]。孤岛油田未注水开发时, 储层的孔隙度和渗透率随粒度中值的增大而增大, 随泥质含量的增大而减小, 它们之间存在较好的相关性。然而长期注水开发, 储层微观结构的变化, 削弱了岩石结构对储层物性的控制作用(图 4)。特高含水期, 砂岩粒度中值的大小对渗透率的影响变小, 粒度中值大的岩样, 渗透率有大有小, 相差悬殊, 说明粒度中值已不是控制渗透率的主要因素, 此

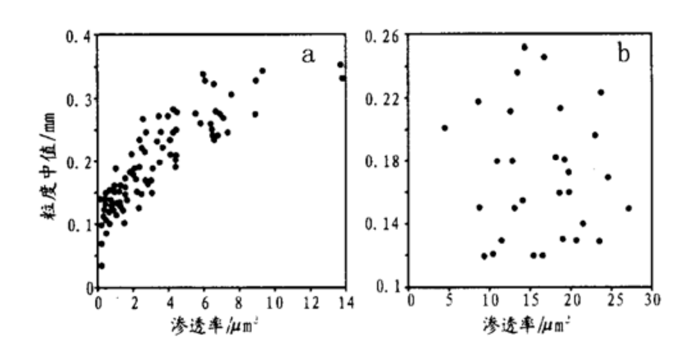



图 4　不同开发时期储层粒度中值和渗透率散点图

a. 低含水开发期(渤 108 井);

b. 特高含水开发期(中 11-检 11 井)

Fig. 4　Scattered points of medium values of grain size vs permeability in different development periods

时，影响储层渗透率的主要因素是孔隙结构，尤其是孔喉间的非均质性。因此，特高含水开发期，储层渗透率的评价应着重孔隙结构的影响。

## 6 结论

(1) 孤岛油田随着长期注水开发，储层微观结构发生了明显变化。粒度中值、孔隙度和渗透率普遍增大，束缚水饱和度和泥质含量明显降低，微观孔隙结构得到改善。

(2) 原始含油饱和度高的粗粒径砂岩油层，随注水开发其剩余油饱和度明显降低，而原始含油饱和度低的细粒径砂岩油层，水洗程度低，剩余油饱和度相对高。

(3) 注水开发影响储层岩性和物性之间的关系，开发后期储层渗透率评价应重视孔隙结构的影响。

**参考文献：**

[1] 李 阳，刘建民. 孤岛、孤东油田馆上段河流相储层剩余油形成机理及分布规律[A]. 信荃麟，刘泽荣. 剩余油预测及油气评价国际学术研讨会论文集[C]. 山东东营：石油大学出版社，1999. 12- 18.

[2] 陈永生. 油田非均质对策论[M]. 北京：石油工业出版社，1993. 102- 105.

[3] 裘亦楠，薛叔浩，等. 油气储层评价技术[M]. 北京：石油工业出版社，1997. 225- 281.

# EFFECT OF INJECTING WATER DEVELOPMENT ON MICROSTRUCTURE OF RESERVOIRS IN GUDAO OILFIELD

LI Ji-hong[1], QU Zhi-hao[1], CHEN Qing-hua[2]

(1. *Department of Geology, Northwest University, Xi'an, Shaanxi* 710069, *China*;
2. *Department of Resources, University of Petroleum, Shandong* 257062, *China*)

**Abstract:** On the basis of information of rock sections, cast sections, ESM and mercury injection curves etc., a systematic study on the characteristics of microstructure of reservoirs in the Guantao Formation of Gudao oilfiele during different development periods was given. The results show that the microstructure has been improved by water-injecting development.

**Key words:** microstructure of reservoir; water-injecting development; Gudao oilfield